

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Завитая напряжением 220 кВ с переводом
открытого распределительного устройства на КРУЭ 220 кВ

Исполнитель
студент группы 942 об1

(подпись, дата)

Л.В. Риман

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

РЕФЕРАТ

Работа содержит 127 с., 3 рисунков, 41 таблицы, 30 источника.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА, ТОКИ КОРОТОКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Целью выпускной квалификационной работы комплексная реконструкция открытого распределительного устройства 220 кВ с заменой на комплексное распределительное устройство элегазовое 220 кВ.

Актуальность работы заключается в замене открытого распределительного устройства 220 кВ с заменой на комплексное распределительное устройство элегазовое 220 кВ что повысит безопасность подстанции, обеспечит более удобное обслуживание оборудования в любое время года, а так же существенно уменьшит площадь занимаемое подстанцией.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Office Visio, MathType 6.0 Equation.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района и обоснование объемов реконструкции	9
1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции	9
1.2 Обоснование объемов проектирования	10
2 Расчет электрических нагрузок	17
2.1 Расчет электрических нагрузок	17
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	25
3 Расчет токов короткого замыкания	29
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	37
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	37
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	38
4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	39
4.4 Проверка оборудования ОРУ 35 кВ	55
4.5 Проверка оборудования КРУН 10 кВ	67
4.6 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ	80
4.7 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	83
4.8 Выбор и проверка изоляторов	86
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	87
5 Молниезащита и заземление	89
5.1 Расчет молниезащиты	89
5.2 Расчет заземления	89
6 Релейная защита и сетевая автоматика	97
6.1 Описание существующего оборудования РЗА и определение объемов реконструкции	97
6.2 Выбор принципов релейной защиты силового трансформатора	97

6.3	Дифференциальная защита силовых трансформаторов	102
6.4	Максимальная токовая защита	104
6.5	Защита от перегрузки	105
6.6	Автоматика ввода резерва	106
7	Технико-экономическая оценка объемов реконструкции	108
7.1	Расчет капиталовложений	110
7.2	Расчет потерь электрической энергии	110
7.3	Оценка экономической эффективности	112
8	Безопасность и экологичность	114
8.1	Общие положения	114
8.2	Безопасность	115
8.3	Экологичность	116
8.4	Чрезвычайные ситуации	121
	Заключение	123
	Библиографический список	124

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в том что при установке комплектного распределительного устройства элегазового 220 кВ в замен открытого распределительного устройства 220 кВ позволит заменить устаревшее оборудование на современное при этом общая надежность подстанции увеличится, а так же снизятся габариты занимаемые распределительным устройством высшего напряжения.

Целью данной бакалаврской работы является реконструкция подстанции, Завитая напряжением 220/35/10 кВ с заменой открытого распределительного устройства 220 кВ на комплектное распределительное устройство элегазовое 220 кВ. При рассмотрении этой темы будем учитывать возможный рост нагрузки в ближайшие пять лет. Реализация данного проекта позволит увеличить надёжность и повысит безопасность на подстанции так же позволит проверить оборудование других напряжений на работоспособность при возможном повышении нагрузки. Так же при рассмотрении данного проекта будет рассмотрена установка устройств релейной защиты и разработка молнии защиты и заземления на новое распределительное устройство.

Для достижения поставленной задачи необходимо решить следующие задачи:

- 1) проанализировать климатогеографические характеристики района реконструируемой ПС;
- 2) выбрать число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемой ПС;
- 3) выполнить расчет токов короткого замыкания;
- 4) спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- 5) выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 6) выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования,

рассчитать параметры настройки устройств РЗА;

7) выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;

8) оценить безопасность и экологичность проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Office Visio, MathType 6.0 Equation.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для успешного выполнения большого объема работ, включающих оценку и расчет молниезащиты, заземления распределительных устройств, оценку безопасности и экологичности, выбор первичного оборудования, расчет токов короткого замыкания, необходимо предоставить точную и полную информацию о климатических и географических особенностях рассматриваемой территории.

Подстанция 220 кВ Завитая находится в Амурской области, в рамках Восточного района электрических сетей Филиала ПАО «ФСК ЕЭС». Рассматриваемый объект расположен в Завитинском районе Амурской области.

1.1 Климатогеографическая характеристика района реконструируемой подстанции

На рассматриваемой территории характеристикой климата является ярко выраженная континентальность. Зимние температуры падают до минус 40 градусов, а летом могут достигать от +20 до +47 градусов Цельсия. Разность между наиболее холодным и теплым месяцами составляет от 45 до 65 градусов Цельсия, что является мировым максимумом.

На этой территории в теплые месяцы, обычно с апреля по октябрь, преобладают западные воздушные массы, которые приносят тепло и влагу с запада и юго-запада. В зимний период этой территорией управляет сибирский антициклон, начиная формироваться с сентября и вызывающий ясную и морозную погоду со слабым ветром. Это приводит к формированию континентального холодного воздуха и охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха.

Для проектирования системы молниезащиты нашего объекта необходимо определить среднее количество гроз за год в этом районе. Рекомендуе-

мую информацию можно найти в ПУЭ [7]. Кроме этого, также следует определить степень загрязнения атмосферы в этом районе по данным ПУЭ [7]. Этот показатель учитывает влияние загрязнения атмосферы на электрическую прочность изоляции наших электроустановок.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Климатогеографические характеристики района

Параметр	Показатель
Район по гололеду	I
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Район по ветру	I
Нормативный скоростной напор ветра, Па	650
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20-40
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха	
Среднегодовая, °С	-2,5
Минимальная, °С	-42
Максимальная, °С	+35
При гололедно-изморозевых образованиях, °С	-10
При ветре, °С	-10

1.2 Обоснование объемов проектирования

ПС 220 кВ Завитая – крупная узловая подстанция, осуществляющая связь между крупными станциями Южного энергорайона Амурской области и энергосистемой Хабаровского края.

Установленная трансформаторная мощность ПС 220 кВ Завитая составляет 2х25 МВА. Распределительные устройства 220 кВ и 35 кВ выполнены в

виде ОРУ, распределительное устройство 10 кВ – в виде КРУ типа КРУН. Основные данные по существующему оборудованию ПС 220 кВ Завитая приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Параметры основного оборудования ПС Завитая

Ячейка	Выключатель	Год ввода в эксплуатацию
ОРУ 220 кВ		
В-220 ВЛ Завитая/т I цепь	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ Завитая II цепь	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ БГЭС I цепь	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ БГЭС II цепь	ВВБ-220-12	1982
В-220 Т-1	ВВБ-220-12	1982
В-220 Т-2	ВВБ-220-12	1982
ШСВ-220	ВВБ-220-12	1982
ОВ-220	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ РГРЭС №1	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ РГРЭС №2	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ Варваровка	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ Короли/т	ВВБ-220-12	1982
В-220 ВЛ Белогорск/т	ВВД-220-Б	1995
В-220 ВЛ НПС-27 №1	3АР 1FG	2012
В-220 ВЛ НПС-27 №2	3АР 1FG	2012
В-220 ВЛ НБГЭС	НPL-245 В1	2017
ОРУ 35 кВ		
В-35 Т-1	С-35/630	1982
В-35 Т-2	С-35/630	1982
СВ-35	С-35/630	1982
В-35 ВЛ Куприяновка	С-35/630	1982
В-35 ВЛ Городская-1	С-35/630	1982
В-35 ВЛ Городская-2	С-35/630	1982
В-35 ВЛ Болдыревка	С-35/630	1982
В-35 ВЛ Успенровка	С-35/630	1982

Таблица 3 – Параметры основного оборудования ПС Завитая

Ячейка	Трансформатор тока	Год ввода в эксплуатацию
ОРУ 220 кВ		
В-220 ВЛ Завитая/т I цепь	ТФЗМ-220Б-3-У1	1983
В-220 ВЛ Завитая II цепь	ТФЗМ-220Б-3-У1	1983
В-220 ВЛ БГЭС I цепь	ТФЗМ-220Б-3-У1	2003
В-220 ВЛ БГЭС II цепь	ТФНД-220-1	2003
В-220 Т-1	ТФНД-220-1	1982
В-220 Т-2	ТФНД-220-1	1983
ШСВ-220	ТФГМ-220	2012
ОВ-220	ТФГМ-220	2012
В-220 ВЛ РГРЭС №1	ТФНД-220-1	2003
В-220 ВЛ РГРЭС №2	ТФНД-220-1	2003
В-220 ВЛ Варваровка	ТФНД-220-1	1982
В-220 ВЛ Короли/т	ТФНД-220-1	1982
В-220 ВЛ Белогорск/т	ТФЗМ-220Б-3-У1	1995
В-220 ВЛ НПС-27 №1	ТФГМ-220	2012
В-220 ВЛ НПС-27 №2	ТФГМ-220	2012
В-220 ВЛ НБГЭС	ТГМ-220	2017
ОРУ 35 кВ		
В-35 Т-1	ТФЗМ 35А У1	1982
В-35 Т-2	ТФЗМ 35А У1	1983
СВ-35	ТФЗМ 35А У1	1982
В-35 ВЛ Куприяновка	ТФЗМ 35А У1	1982
В-35 ВЛ Городская-1	ТФЗМ 35А У1	1982
В-35 ВЛ Городская-2	ТФЗМ 35А У1	1983
В-35 ВЛ Болдыревка	ТФЗМ 35А У1	1982
В-35 ВЛ Успенровка	ТФЗМ 35А У1	1982

Таблица 4 – Параметры основного оборудования ПС Завитая

Разъединитель	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ОРУ 220 кВ		
ЛР-220 ВЛ Завитая/т №1	РНД(3)-2-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ Завитая/т №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ Завитая/т №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ Завитая/т №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ Завитая/т №2	РНД(3)-2-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ Завитая/т №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ Завитая/т №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ Завитая/т №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ БГЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ БГЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ БГЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ БГЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ТР-220 Т-1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 Т-1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ Т-1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ Т-1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ БГЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ БГЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ БГЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ БГЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ТР-220 Т-2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 Т-2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ Т-2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ Т-2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ РГРЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ РГРЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ РГРЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ РГРЭС №2	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ОВ	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ОВ	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ОВ	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983

Продолжение таблицы 4

1	2	3
ЛР-200 ВЛ РГРЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ РГРЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ РГРЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ РГРЭС №1	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ Варваровка	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ Варваровка	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ Варваровка	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ Варваровка	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ Короли/т	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ОР-220 ВЛ Короли/т	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 1СШ ВЛ Короли/т	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ШР-220 2СШ ВЛ Короли/т	РНД(3)-16-220/1000 У1	1983
ЛР-220 ВЛ Белогорск/т	РА3-2-220/1000 УХЛ1	1995
ОР-220 ВЛ Белогорск/т	РА3-1-220/1000 УХЛ1	1995
ШР-220 1СШ ВЛ Белогорск/т	РА3-1-220/1000 УХЛ1	1995
ШР-220 2СШ ВЛ Белогорск/т	РА3-1-220/1000 УХЛ1	1995
ЛР-220 ВЛ НПС 27 №2	РН СЭЦ-2-П-220/2000 УХЛ1	2012
ОР-200 ВЛ НПС 27 №2	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 1СШ ВЛ НПС 27 №2	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 2СШ ВЛ НПС 27 №2	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ЛР-220 ВЛ НПС 27 №1	РН СЭЦ-2-П-220/2000 УХЛ1	2012
ОР-220 ВЛ НПС 27 №1	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 1СШ ВЛ НПС 27 №1	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 2СШ ВЛ НПС 27 №1	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 ТН 1СШ	РН СЭЦ-2-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 1СШ ШСВ	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 2СШ ШСВ	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 ТН 2СШ	РН СЭЦ-1а-П-220/2000 УХЛ1	2012
ШР-220 1СШ ВЛ НБГЭС	SDF-245	2017
ШР-220 2СШ ВЛ НБГЭС	SDF-245	2017
ЛР-220 ВЛ НБГЭС	SDF-245	2017
ОР-220 ВЛ НБГЭС	SDF-245	2017

1	2	3
ОРУ 35 кВ		
ШР-35 ВЛ Куприяновка	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ЛР-35 ВЛ Куприяновка	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 ВЛ Городская-1	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ЛР-35 ВЛ Городская-1	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 ВЛ Городская-2	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ЛР-35 ВЛ Городская-2	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 ВЛ Болдыревка	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ЛР-35 ВЛ Болдыревка	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 ВЛ Успеновка	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ЛР-35 ВЛ Успеновка	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 Т-1	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ТР-35 Т-1	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 Т-2	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ТР-35 Т-2	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
СР-35 1С	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
СР-35 2С	РНДЗ-16-35/630 У1	1983
ШР-35 ТН 1С	РНДЗ-2-35/630 У1	1983
ШР-35 ТН 2С	РНДЗ-2-35/630 У1	1983

Таблица 5 – Параметры основного оборудования ПС Завитая

Оборудование/параметр	Марка	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Силовые трансформаторы		
Т-1	ТДТН-25000/220/35/10 У1 (ЗТЗ)	1982
Т-2	ТДТН-25000/110/35/10 У1 (ЗТЗ)	1982
Трансформаторы напряжения		
ТН-220 1СШ	ТЕМР-245	2012
ТН-220 2СШ	ТЕМР-245	2012

1	2	3
ТН-220 ОСШ ф.В	НКФ-220	1982
ТН-35 1С	НАМИ-35 УХЛ1	1983
ТН-35 2С	НАМИ-35 УХЛ1	1983
Ограничители перенапряжения		
ОПН-220 ТН 1СШ	3EL2 192-2PJ32-4NA1	2012
ОПН-220 ТН 2СШ	3EL2 192-2PJ32-4NA1	2012
ОПН-220 Т-1	ОПНп-220/800/154-10-3 УХЛ1	2007
ОПН-220 Т-1	ОПНп-220/800/154-10-3 УХЛ1	2007
ОПН-35 ТН 1С	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1982
ОПН-35 ТН 2С	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1982
ОПН-35 Т-1	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1983
ОПН-35 Т-1	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1	1983
КРУН 10 кВ		
Тип ячеек	К-59	1982
Вакуумные выключатели	ВВУ-ПЗ-10-20/1000 У2	1982
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	1982
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1982
Ограничитель перенапряжения	ОПН-10/12/10/600 УХЛ1	1982
Трансформаторы собственных нужд	2хТМ- 630/10/0,4 ТМ- 400/10/0,4	1982

Из предоставленных таблиц видно, что устройства РЗА ПС Завитая являются, в большинстве своем, морально устаревшими и требуют комплексной реконструкции. Основная часть оборудования ПС 220 кВ Завитая 1982 года, эксплуатационный срок силового оборудования, в среднем, 25-30 лет. Таким образом, основное представленное оборудование морально устарело еще в 2007-2012 годах. До начала 2023 года новых реконструкций не производилось.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе мы рассмотрим выбор силовых трансформаторов для подстанции Завитая. Для правильного выбора мощности силового трансформатора мы проведем контрольные замеры нагрузок трансформаторов в текущий момент времени и произведем расчет прогнозируемой нагрузки.

Размер и мощность трансформаторов на подстанциях зависят от величины и характера электрических нагрузок, необходимой надежности электропитания, характера потребления электроэнергии, территориального размещения нагрузок и их перспективного изменения. При необходимости выбор трансформаторов обосновывается технико-экономическими расчетами.

При выборе трансформаторов необходимо учитывать их перегрузочную способность и возможность работы в послеаварийном режиме. Перегрузка трансформатора может достигать 140% и длиться не более 6 часов в сутки на протяжении не более 5 суток. При выборе также производятся расчеты возможности отказа выключателей и работы в перегрузочном режиме.

Таблица 6 – Нагрузка силовых трансформаторов контрольные замеры

Время замера		Т-1			Т-2		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
23:00	Р, МВт	3,31	2,62	0,74	2,96	1,72	1,43
	Q, МВар	0,77	1,64	0,18	1,2	0,62	0,38
	I, А	8,3	39	41	7,8	28,4	80
0:00	Р, МВт	3,23	2,48	0,84	2,86	1,64	1,4
	Q, МВар	0,75	1,49	0,25	1,16	0,64	0,48
	I, А	8,1	37,90	46	7,5	27,2	80
1:00	Р, МВт	3,2	2,57	0,78	2,61	1,62	1,21
	Q, МВар	0,75	1,52	0,18	1,06	0,64	04
	I, А	8,1	39,9	40	6,9	26,70	66

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
2:00	P, МВт	3,1	2,48	0,72	2,51	1,62	1,12
	Q, МВар	0,7	1,47	0,18	1,02	0,63	0,39
	I, А	7,8	37,90	38	6,60	25,8	61
3:00	P, МВт	3,2	2,5	0,83	2,64	1,67	1,13
	Q, МВар	0,8	1,5	0,22	1,07	0,64	0,39
	I, А	8	38,3	45	6,9	27,70	63
4:00	P, МВт	3,2	2,46	0,83	2,57	1,70	1,1
	Q, МВар	0,76	1,44	0,21	1,04	0,63	0,4
	I, А	8	38,2	46	6,7	28,2	63
5:00	P, МВт	3,32	2,56	0,85	2,67	1,78	1,15
	Q, МВар	0,8	1,53	0,2	1,08	0,65	0,4
	I, А	8,3	39	43	7	29	67
6:00	P, МВт	3,6	2,75	0,97	2,89	1,81	1,34
	Q, МВар	0,85	1,64	0,28	1,17	0,63	0,45
	I, А	9	42	53	7,6	30	75
7:00	P, МВт	4	3,04	1,02	3,36	1,94	1,66
	Q, МВар	0,95	1,91	0,27	1,36	0,64	0,47
	I, А	10	45,2	55	8,8	31,9	92
8:00	P, МВт	3,81	2,9	0,92	3,27	2,02	1,52
	Q, МВар	0,9	1,8	0,21	1,33	0,64	0,38
	I, А	9,6	44,5	49	8,6	32,1	82
9:00	P, МВт	3,87	3,08	0,87	3,36	2,03	1,52
	Q, МВар	0,84	1,85	0,21	1,14	0,67	0,4
	I, А	9,8	47,40	47	8,7	32,3	84
10:00	P, МВт	3,83	2,95	0,92	3,32	2,01	1,43
	Q, МВар	0,83	1,79	0,22	1,13	0,66	0,4
	I, А	9,6	45,4	50	8,5	32,6	79

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
11:00	P, МВт	3,83	2,92	0,91	3,26	1,94	1,43
	Q, МВар	0,83	1,78	0,27	1,11	0,66	0,39
	I, А	9,6	45	49	8,4	31,5	77
12:00	P, МВт	3,7	2,9	0,86	3,22	2,03	1,41
	Q, МВар	0,8	1,73	0,22	1,1	0,67	0,39
	I, А	9,2	44,8	47	8,3	32,7	79,00
13:00	P, МВт	3,7	2,9	0,86	3,19	1,95	1,39
	Q, МВар	0,8	1,74	0,21	1,08	0,64	0,4
	I, А	9,2	44,9	48	8,20	30,90	78
14:00	P, МВт	36	2,8	0,86	3,09	1,89	1,39
	Q, МВар	0,8	1,7	0,2	1,05	0,67	0,38
	I, А	9	42,70	46	8	30,80	78
15:00	P, МВт	3,5	2,69	0,86	3,09	1,90	1,34
	Q, МВар	0,8	1,62	0,2	1,05	0,66	0,4
	I, А	8,7	41,5	47	8	30,80	74
16:00	P, МВт	3,5	2,81	0,84	3,07	1,92	1,36
	Q, МВар	0,76	1,68	0,2	1,04	0,64	0,39
	I, А	8,8	43,1	46	7,90	30,90	89
17:00	P, МВт	3,79	3	0,87	3,32	2,12	1,53
	Q, МВар	0,85	1,83	0,2	1,16	0,63	0,37
	I, А	9,5	45,7	47	8,60	34,7	86,00
18:00	P, МВт	3,73	2,9	0,88	3,81	2,16	1,91
	Q, МВар	0,83	1,82	0,2	1,33	0,64	0,51
	I, А	9,4	43,5	48	9,90	35,20	108,00
19:00	P, МВт	3,8	3,01	0,85	3,64	2,11	1,74
	Q, МВар	0,85	1,88	0,2	1,26	0,68	0,41
	I, А	9,6	45,4	45	9,50	33,60	94

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
20:00	P, МВт	3,6	2,84	0,85	3,37	1,97	1,64
	Q, МВар	0,81	1,74	0,21	1,17	0,62	0,38
	I, А	9,1	43,6	48	8,80	32,10	92
21:00	P, МВт	3,48	2,85	0,83	3,33	1,91	1,66
	Q, МВар	0,78	1,73	0,2	1,16	0,63	0,39
	I, А	8,9	43,10	46	8,70	30,80	91
22:00	P, МВт	3,5	2,85	0,8	3,25	1,80	1,62
	Q, МВар	0,8	1,73	0,21	1,13	0,64	0,43
	I, А	8,7	43,1	44	8,40	29,70	88,00

Для расчета мощности силовых трансформаторов будем использовать следующую формулу:

$$S_{расч} = \frac{S_{сумм}}{n \cdot K_3}, \quad (1)$$

где K_3 – коэффициент трансформаторной загрузки, принимаем равным 0,7;

n – количество силовых трансформаторов, питающих РУ;

$S_{сумм}$ – суммарная мощность присоединений СТ.

Расчет средней нагрузки потребителей на сторонах среднего и высокого напряжения будем проводить по следующим формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i, \quad (3)$$

где P - активная нагрузка, замеренная в определенные часы, МВт;

Q_i - реактивная нагрузка, замеренная в определенные часы, Мвар;

t_i - час суток (в течение каждого часа);

T_H - период наблюдения (24 часа).

Найдем так же эффективную нагрузку по следующему выражениям:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (4)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}, \quad (5)$$

Исходя из вышеперечисленных формул можем найти коэффициент максимума и коэффициент формы по следующим формулам:

$$K_{max} = \frac{P_{max}}{P_{cp}}, \quad (6)$$

$$K_{\varphi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}, \quad (7)$$

Мощность с прогнозируемой нагрузкой на 5 лет:

$$P_{прог} = P_{баз} \cdot (1 + e)^N, \quad (8)$$

где e – прирост нагрузки, который будет в Амурской энергосистеме равный 0,65%

N – срок выполнения прогноза равный 5 лет

Так же необходимо найти максимальную спрогнозированную мощность

через среднюю спрогнозированную по формуле:

$$P_{max}^{np} = K_{max} \cdot P_{cp}^{np}, \quad (9)$$

Затем через коэффициент найти окончательную среднюю спрогнозированную мощность через выражение:

$$P_{cp}^{np} = \frac{P_{max}^{np}}{K_{\varphi}}, \quad (10)$$

Для начала найдем среднюю мощность на стороне 35 кВ ПС Завитая по формулам:

$$P_{cp} = \frac{(101)}{24} = 4,2 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = \frac{(56)}{24} = 2,1 \text{ Мвар},$$

Определим эффективную мощность на стороне 35 кВ ПС Завитая по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{(101)}{24}} = 2,05 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{(56)}{24}} = 1,53 \text{ Мвар},$$

Найдем коэффициенты максимума и формы по выражениям:

$$K_{max} = \frac{5,1}{4,2} = 1,2,$$

$$K_{\varphi} = \frac{4,6}{4,2} = 1,1,$$

Вычислим мощность прогнозируемой нагрузкой на 5 лет по формуле:

$$P_{прог} = 4,2 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 4,4 \text{ МВт},$$

Далее по формулам найдем сначала максимальную прогнозируемую нагрузку и окончательную среднюю прогнозируемую нагрузку:

$$P_{max}^{np} = 1,2 \cdot 4,4 = 5,3 \text{ МВт},$$

$$P_{cp}^{np} = \frac{5,3}{4,2} = 1,3 \text{ МВт},$$

Аналогично определим расчет для сторон 220 кВ и 10 кВ ПС Завитая по формулам и затем найдем общую активную и реактивную нагрузку:

$$P_{cp.общ} = P_{cp.220} + P_{cp.35} + P_{cp.10}, \quad (11)$$

$$Q_{cp.общ} = Q_{cp.220} + Q_{cp.35} + Q_{cp.10}, \quad (12)$$

$$P_{cp.общ} = 4,9 + 4,2 + 1,9 = 11 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp.общ} = 4,2 + 2,1 + 1,3 = 7,6 \text{ Мвар},$$

Найдем тангенс ϕ для расчёта некомпенсированной мощности для

сторон 220 кВ, 35 кВ и 10 кВ:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{cp}}{P_{max}}, \quad (13)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{35} = \frac{2,1}{4,2} = 0,5,$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{220} = \frac{3,4}{4,9} = 0,7,$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{10} = \frac{1,3}{1,9} = 0,7,$$

Теперь найдем требуемую мощность компенсирующих устройств по формуле:

$$Q_{KV.i} = P_{max} \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{N_{сш}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_n), \quad (14)$$

$$Q_{KV.35} = 6,2 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,5 - 0,4) = 0,5 \text{ Мвар},$$

$$Q_{KV.220} = 31,4 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,7 - 0,4) = 5,8 \text{ Мвар},$$

$$Q_{KV.10} = 1,9 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \cdot (0,7 - 0,4) = 0,3 \text{ Мвар},$$

Далее определим нескомпенсированную мощность на ПС Архара по формуле:

$$Q_{\text{несу.}i} = Q_{\text{max.}i} - Q_{\text{ку.}i}, \quad (15)$$

$$Q_{\text{несу.}220} = 15,1 - 5,8 = 9,3 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{несу.}35} = 2,3 - 0,5 = 1,8 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{несу.}10} = 1,8 - 0,3 = 1,5 \text{ Мвар},$$

Полная расчетная мощность на шинах 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{(P_{\text{ср.общ}})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}, \quad (16)$$

Для ПС 220 кВ Завитая:

$$S_p = \sqrt{(23,7)^2 + (12,6)^2} = 26,9 \text{ МВА},$$

В результате, данную мощность будем использовать для выбора и проверки силового трансформатора 220/35/10 кВ.

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Для выбора силовых трансформаторов необходимо учитывать требуемое номинальное напряжение сторон и номинальную мощность. Проверка производится по коэффициентам загрузки, как в нормальных, так и в аварийных режимах. Аварийный режим возможен при отключении или ремонте одного из трансформаторов, который является резервом.

Для выбора силового трансформатора необходимо рассчитать расчетную мощность трансформатора:

$$S_{m.расч} = \frac{S_p}{n_m \cdot k_{з.норм}} \quad (17)$$

где n_m - количество силовых трансформаторов. Для распределительных сетей и потребителей мощности особой категории принимаем – 2.

$k_{з.норм}$ - нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов данной категории надежности – принимаем равным 0,7.

Для силового трансформатора подстанции 220/35/10 кВ Завитая получим:

$$S_{m.расч} = \frac{26,9}{2 \cdot 0,7} = 19,2 \text{ МВА},$$

Для сторон 220/35/10 кВ выбираем силовой трансформатор марки ТДТН-25000/220/35/10 У1.

Выполним проверку по коэффициентам загрузки.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ТР}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (18)$$

$$K_3^{норм} = \frac{26,9}{2 \cdot 25} = 0,54,$$

Коэффициент загрузки в режиме ремонта или аварийного отключения второго силового трансформатора:

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (19)$$

$$K_3^{авар} = \frac{26,9}{25} = 1,076,$$

Результаты расчета для всех силовых трансформаторов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета выбора и проверки трансформаторов

Номинальное напряжение сторон, кВ	Расчетная мощность трансформаторов, МВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме	Паспортная мощность выбранных трансформаторов
220/35/10	26,9	0,54	1,08	25

Паспортные данные выбранных силовых трансформаторов представлены в таблицах 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-25000/220/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5

Продолжение таблицы 8

1	2
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	12,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	20
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5

Итак, были выбраны силовые трансформаторы для 3-х классов напряжения рассматриваемой подстанции:

- 2 силовых трансформатора напряжением 220/35/10 кВ марки ТДТН-25000/220/25/10 У1;

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет выполняется в относительных единицах.

В соответствии с ПУЭ, расчетный вид короткого замыкания является трехфазным и предназначен для проверки динамической устойчивости шин и аппаратов, отключающей способности выключателей, а также термической устойчивости токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов коротких замыканий, как правило, не учитываются активные сопротивления и проводимости элементов сети в схеме замещения, а также фазовые сдвиги между векторами э.д.с источников.

Схема замещения расчетной электрической схемы представлена на рисунке 1.

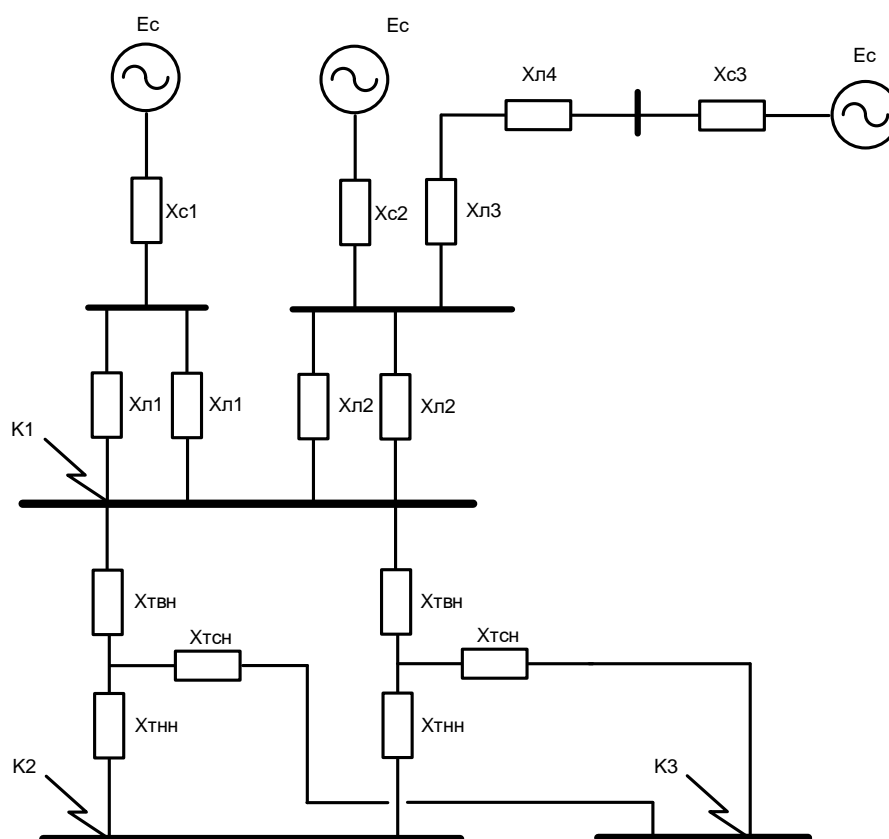


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Задаемся базисной мощностью:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА},$$

Для каждой ступени напряжения принимаем базисное напряжение согласно шкале средних номинальных напряжений:

$$U_{\sigma 1} = 230 \text{ кВ},$$

$$U_{\sigma 2} = 37,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\sigma 3} = 10,5 \text{ кВ},$$

Для каждой ступени определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}}, \quad (15)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 16,5 \text{ кА},$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА},$$

Определяем ЭДС и сопротивления элементов расчетной схемы в относительных единицах при базисных условиях.

Значения напряжений КЗ между обмотками автотрансформатора определяются по формулам (16-18):

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,в-н} - U_{к,с-н}), \quad (16)$$

$$U_{кв,\%} = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\%,$$

$$U_{кс,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,с-н} - U_{к,в-н}), \quad (17)$$

$$U_{кс,\%} = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0\%,$$

$$U_{кн,\%} = 0,5 \cdot (U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с}), \quad (18)$$

$$U_{кн,\%} = 0,5 \cdot (20 + 6,5 - 12,5) = 7\%,$$

Сопротивления трансформатора определяются по формулам (19-21):

$$X_{Твн} = \frac{U_{кв,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ТНОМ}}, \quad (19)$$

$$X_{Твн} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{Тсн} = \frac{U_{кс,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ТНОМ}}, \quad (20)$$

$$X_{Тсн} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.$$

$$X_{Тнн} = \frac{U_{кн,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ТНОМ}}, \quad (21)$$

$$X_{Тин} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,8 \text{ о.е.},$$

Сопротивление ВЛ находится по формуле:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (22)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

U_{δ} - базисное напряжение в месте установки элемента, кВ.

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 75,7 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,57 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 44,6 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,34 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ3} = 0,4 \cdot 51,5 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,39 \text{ о.е.},$$

$$X_{ВЛ4} = 0,4 \cdot 54,4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,41 \text{ о.е.},$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_{КЗ}}, \quad (23)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{1800} = 0,56 \text{ о.е.},$$

$$X_{C2} = \frac{1000}{320} = 3,13 \text{ о.е.},$$

$$X_{C3} = \frac{1000}{80} = 12,5 \text{ о.е.},$$

ЭДС системы принимается равной единице:

$$E_C = 1 \text{ о.е.},$$

Расчёт точки короткого замыкания К1.

Произведем последовательное и параллельное соединение сопротивлений элементов схемы замещения:

$$X_1 = \frac{X_{БЛ1}}{2} + X_{C1}, \quad (24)$$

$$X_1 = \frac{0,57}{2} + 0,56 = 0,84 \text{ о.е.},$$

$$X_2 = X_{БЛ3} + X_{БЛ4} + X_{C3}, \quad (25)$$

$$X_2 = 0,39 + 0,41 + 12,5 = 13,3 \text{ о.е.},$$

$$X_3 = \frac{X_2 \cdot X_{C2}}{X_2 + X_{C2}} + \frac{X_{БЛ2}}{2}, \quad (26)$$

$$X_3 = \frac{13,3 \cdot 3,13}{13,3 + 3,13} + \frac{0,34}{2} = 2,7 \text{ о.е.},$$

$$X_{СУММ1} = \frac{X_3 \cdot X_1}{X_3 + X_1}, \quad (27)$$

$$X_{СУММ1} = \frac{2,7 \cdot 0,84}{2,7 + 0,84} = 0,64 \text{ о.е.},$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для точки К1 определим по формуле:

$$I_{ПО.К1} = \left(\frac{E_C}{X_{СУММ1}} \right) \cdot I_{Б1}, \quad (28)$$

$$I_{ПО.К1} = \left(\frac{1}{0,64} \right) \cdot 2,5 = 3,9 \text{ кА},$$

При расчетах ударного тока и аperiodической составляющей тока КЗ воспользуемся значениями ударного коэффициента и постоянной затухания аperiodической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы, которые представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Значение ударного коэффициента и постоянной затухания аperiodической составляющей тока КЗ для характерных ветвей схемы

Характерная ветвь схемы	T_a , с	$K_{уд}$
Система, связанная с точкой КЗ воздушными линиями напряжением 220 кВ	0,04	1,78
Нагрузка, связанная с точкой КЗ воздушными линиями напряжением 220 кВ	0,02	1,608

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{E_C}{X_{СУММ1}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (29)$$

$$i_{уд.К1} = \left(\frac{1}{0,64} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} \right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 9,9 \text{ кА},$$

Апериодическую составляющую тока КЗ определим по формуле:

$$i_{a.К1} = \left(\frac{E_C}{X_{СУММ1}} \right) \cdot \sqrt{2} I_{Б1}, \quad (30)$$

$$i_{a.К1} = \left(\frac{1}{0,64} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 5,53 \text{ кА},$$

Для точек К1, К2, К3 проводим аналогичный расчет по приведенным преобразованиям и результаты сводим в таблицы 10 и 11.

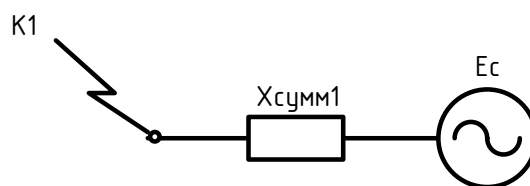


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Таблица 10 – Расчетные токи трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	3,9	5,3	9,9
К2	5,1	7,2	13
К3	11,8	16,8	30,2

Таблица 11 – Расчетные токи однофазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
К1	4,2	5,9	10,5

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/35/10 кВ «Завитая», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему оперативного тока объекта.

4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств

В современных электрических сетях широко используются открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства. При строительстве новых подстанций наиболее эффективны элегазовые комплектные распределительные устройства для напряжений 110 кВ и выше, в то время как применение КРУЭ для более низких напряжений требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Новые механизмы КРУЭ на основе элегазовых аппаратов наружной установки производства «Электроаппарат» обеспечивают длительную эксплуатацию в самых тяжелых условиях. КРУЭ оснащаются интеллектуальными

цифровыми устройствами управления и контроля, цифровыми оптическими трансформаторами тока и напряжения, обеспечивающие обмен данных по протоколу МЭК 61850 и МЭК 61850-9.2LE.

Конструктивная особенность КРУЭ заключается в герметичном корпусе, заполненном элегазом, обладающим высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Это обеспечивает безопасность и надежность, а также возможность применения КРУЭ в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью.

Основные преимущества КРУЭ включают взрывобезопасность и пожаробезопасность, отсутствие электрических и магнитных полей, безопасность и удобство эксплуатации, малую занимаемую площадь, возможность замены и расширения в пределах существующих границ подстанции.

Для напряжения 10-35 кВ комплектные распределительные устройства наружной установки, представленные КРУН, являются наиболее надежными и недорогими вариантами. Данные устройства представляют собой полностью автономные здания с ячейками, в которых применены вакуумные выключатели, отдельные отсеки РЗА и выкатные элементы.

Исходя из общей цели работы, рекомендуется применение КРУЭ на реконструируемой подстанции напряжением 220 кВ, так как это наиболее эффективный вариант для данного напряжения.

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

При разработке типа схемы распределительного устройства следует руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надежности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 220/35/10 кВ «Завитая» 3 распределительных устройства, среди которых:

- КРУЭ 220 кВ;
- ОРУ 35 кВ;

- КРУН 10 кВ,

соединяющие их силовые трансформаторы:

- ТДТН-25000/220/35/10 У1;

На стороне 220 кВ выбрана схема 13 с двумя рабочими системами шин. Она подходит для напряжения 110-220 кВ и числа присоединений от 5 до 15. Эта схема обеспечивает высокую надежность питания каждой ВЛ и не требует отключения всех присоединений секции на время ее ремонта. Использование обходной системы шин для КРУЭ не рекомендуется из-за ее дополнительных затрат и достаточной надежности оборудования.

На сторонах 35 кВ и 10 кВ используются разные схемы: 35-9, 20-9 и 10-1 с одной секционированной системой шин, подходящей для двух присоединенных трансформаторов. Для обеспечения местных потребителей и собственных нужд используется РУ 10 кВ.

4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для установки КРУЭ 220 кВ выбираем комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией типами от компании «Электроаппарат» марки ЯГГ-220.

Выбор и проверку комплектных распределительных устройств производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (31)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (32)$$

$$63,8 \leq 3150 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (33)$$

$$4,2 \leq 40 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (34)$$

$$4,2 \leq 40 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{ВД} \leq I_{Д.С.}, \quad (35)$$

$$10,5 \leq 125 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (36)$$

$$B_K = 4,2^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 29,2 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (37)$$

$$B_{K.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (38)$$

$$29,2 \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Параметры выбора КРУЭ - ЯГГ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 62,8 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{K.НОМ} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 29,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.НОМ}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

4.3.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

В состав выбранного КРУЭ входят элегазовые силовые выключатели КРУЭ - ЯГГ 220.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{VCT} \leq U_{НОМ}, \quad (39)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (40)$$

$$62,8 \leq 3150 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (41)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$4,2 \leq 40 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (42)$$

$$4,2 \leq 40 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (43)$$

$$10,5 \leq 125 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (44)$$

$$B_K = 4,2^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 29,2 \text{кА}^2\text{с},$$

$$B_{K.\text{ном}} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}, \quad (45)$$

$$B_{K.\text{ном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.\text{ном}}, \quad (46)$$

$$29,2 \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{a\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (47)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{a\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА},$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}, \quad (48)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,2 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 2,53 \text{ кА},$$

$$i_{ar} \leq i_{a\text{НОМ}}, \quad (49)$$

$$2,53 \leq 22,63 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Проверка выключателей КРУЭ - ЯГГ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 62,8 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{Д.С.}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{Д.С.}}$
$W_{\text{К.НОМ}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{К}} = 29,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{К}} \leq W_{\text{К.НОМ}}$
$i_{a\text{НОМ}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{at} = 2,53 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{a\text{НОМ}}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 220 кВ выберем разъединители марки:

РГ.1-220/1000-31,5 УХЛ1– с одним заземляющим ножом.

РГ.2-220/1000-31,5 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \quad (50)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (51)$$

$$62,8 \leq 3150 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{Пг} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (52)$$

Ток на стороне ВН (220кВ)

$$4,2 \leq 40,5 \text{ кА},$$

Проверку поключаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (53)$$

$$4,2 \leq 40,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (54)$$

$$10,5 \leq 125 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (55)$$

$$B_K = 4,2^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 29,2 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (56)$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{к.ном}, \quad (57)$$

$$29,2 \leq 4920 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$29,2 \leq 1640 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных УХЛ1 представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение данных разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{маx}} = 62,8 \text{ А}$	$I_{\text{маx}} \leq I_{НОМ}$
$I_{\text{д.с.}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}$
Главные ножи		
$W_{\text{к.ном}} = 4920 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 29,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} \leq W_{\text{к.ном}}$
Заземляющие ножи		
$W_{\text{к.ном}} = 1640 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 29,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} \leq W_{\text{к.ном}}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.3.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Трансформатор тока – это устройство, которое служит для уменьшения первичного тока до такого значения, которое будет удобным для измерительных устройств и релейной защиты, а также для разделения измерительных и защитных цепей от первичных цепей с высоким напряжением.

Выбор трансформатора тока осуществляется на основе его номинального напряжения, первичного и вторичного токов, структуры, класса точности и проверки на термическую и электродинамическую стойкость при коротком замыкании.

Для соответствия требованиям ПУЭ, трансформаторы тока должны быть выбраны с вторичным током 5А и двумя сердечниками соответствующих классов точности.

Выбираем трансформаторы тока входящего в состав КРУЭ - ЯГГ 220.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока.

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 233	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 1,7 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (58)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (59)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K, \quad (60)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (61)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора;

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 20 - 0,07 + 0,05 = 19,88 \text{ Ом},$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}, \quad (62)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,88} = 0,09 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{p \cdot l}{S_{\text{ПРОВ}}}, \quad (63)$$

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,07 + 0,7 + 0,05 = 0,82 \text{ Ом},$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}, \quad (64)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 82^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка трансформаторов тока КРУЭ - ЯГГ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{1\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\text{max}} = 62,8 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{2\text{доп}} = 6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 0,82 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 135 \text{ кА}$	$i_y = 10,5 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 29,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Для понижения высокого напряжения и защиты цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения применяют трансформаторы напряжения.

Перед выбором трансформатора напряжения необходимо учитывать его конструкцию и схему соединения обмоток, номинальное напряжение и класс точности, а также проверять по вторичной нагрузке.

Выбираем трансформаторы напряжения входящего в состав КРУЭ - ЯГГ 220.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Мощность $S_{\text{приб}}$, ВА	Мощность $S_{\text{сумм}}$, ВА
Линии 220 кВ				
Вольтметр	1	Э-335	2	2
Вольтметр пофазный	1	Н-393	10	10
Ваттметр	1	Н-397	5	5
Ваттметр	12	Д-335	2	24
Варметр	12	Д-335	2	24
Счетчик АЭ	12	Меркурий 233	2	24
Счетчик РЭ	12	Меркурий 233	2	24
Итого	-	-	-	113

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения на собственных нуждах представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка трансформаторов напряжения КРУЭ - ЯГГ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
Класс точности 0,5		
$S_{2\text{доп}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 113 \text{ ВА}$	$S_{2\text{доп}} \geq S_{2\text{расч}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.3.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим на высокое напряжение (КРУЭ).

Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}}, \quad (54)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–220/176/10 У1 по номинальному напряжению 220 кВ.

$$220 \geq 220\text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НОМ.МАХ}} \geq U_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (55)$$

$$U_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{РАБ}}}{\sqrt{3}}, \quad (56)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 153 \text{ кВ},$$

$$176 \geq 153 \text{ кВ},$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (57)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (428 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 640 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (58)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 600 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{600}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 600} = 462 \text{кВ},$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (59)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{мкс},$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{642 - 596}{640} \right) \cdot 428 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 493 \text{кДж},$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (60)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{493}{220} = 2,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$,

Со стороны высокого напряжения блочного трансформатора выбираем ОПН–П1–220/176/10 УХЛ1 с параметрами, приведенными в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристики ОПН–П1–220/176/10 УХЛ1

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	176
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	428
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

4.4 Выбор и проверка оборудования ОРУ 35 кВ

Проверку оборудования для ОРУ 35 кВ производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

4.4.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производим на среднее напряжение (ОРУ 35 кВ).

Выбор и проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (65)$$

$$35 \leq 35 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (66)$$

$$413 \leq 630 \text{ A},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{\text{Пт}} \approx I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (67)$$

$$5,1 \leq 10 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (68)$$

$$5,1 \leq 10 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{ВД}} \leq I_{\text{Д.С.}}, \quad (69)$$

$$13 \leq 26 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (70)$$

$$B_K = 5,1^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 44 \text{ кА}^2 \text{с},$$

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}, \quad (71)$$

$$B_{K.ном} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (72)$$

$$44 \leq 300 \text{ кА}^2\text{с},$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (73)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 10 = 5,7 \text{ кА},$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}, \quad (74)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,1 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 3,1 \text{ кА},$$

$$i_{ат} \leq i_{aНОМ}, \quad (75)$$

$$3,1 \leq 5,7 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Проверка выключателей С-35М-630-10-У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{\max} = 413 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 10 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 10 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 26 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{at} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.4.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производим на среднее напряжение (ОРУ 35 кВ).

Выбор и проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \quad (76)$$

$$35 \leq 35 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (77)$$

$$413 \leq 1000 \text{ A},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{\text{Пт}} \approx I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (78)$$

$$5,1 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (79)$$

$$5,1 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{\text{ВД}} \leq I_{\text{Д.С.}}, \quad (80)$$

$$13 \leq 80 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (81)$$

$$B_{\text{К}} = 5,1^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 44 \text{ кА}^2 \text{с},$$

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}, \quad (82)$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (83)$$

$$44 \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$44 \leq 992 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Проверка разъединителей РНДЗ-1-35-1000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{мах} = 413 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклном}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{д.с.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{K.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$
$B_{K.ном} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.4.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производим на среднее напряжение (ОРУ 35 кВ).

Трансформатор тока – это устройство, которое служит для уменьшения первичного тока до такого значения, которое будет удобным для измерительных устройств и релейной защиты, а также для разделения измерительных и защитных цепей от первичных цепей с высоким напряжением.

Выбор трансформатора тока осуществляется на основе его номинального напряжения, первичного и вторичного токов, структуры, класса точности и проверки на термическую и электродинамическую стойкость при коротком замыкании.

Для соответствия требованиям ПУЭ, трансформаторы тока должны быть выбраны с вторичным током 5А и двумя сердечниками соответствующих классов точности.

В качестве трансформаторов тока для ОРУ 35 кВ выберем трансформаторы тока марки ТГМ - 35 УХЛ-1.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 233	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 1,7 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (84)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}, \quad (85)$$

$$R_{\text{ПР}} = R_{2\text{НОМ}} - R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{К}}, \quad (86)$$

где $R_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$R_{2\text{НОМ}}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (87)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора;

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{ПР}} = 20 - 0,07 + 0,05 = 19,88 \text{ Ом},$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПР}}}, \quad (88)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,88} = 0,09 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПРОВО}}}, \quad (89)$$

$$R_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,07 + 0,7 + 0,05 = 0,82 \text{ Ом},$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}, \quad (90)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Проверка трансформаторов тока ТГМ - 35 УХЛ-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{1\text{НОМ}} = 1200 \text{ А}$ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\text{max}} = 413 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{2\text{доп}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 1,648 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 13 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 44 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим на среднее напряжение (ОРУ 35 кВ).

Для понижения высокого напряжения и защиты цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения применяют трансформаторы напряжения.

Перед выбором трансформатора напряжения необходимо учитывать его конструкцию и схему соединения обмоток, номинальное напряжение и класс точности, а также проверять по вторичной нагрузке.

В качестве трансформаторов напряжения на ОРУ 35 кВ выберем трансформаторы напряжения марки ЗНОМ - 35 УХЛ-1.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Мощность $S_{\text{приб}}$, ВА	Мощность $S_{\text{сумм}}$, ВА
Линии 35 кВ				
Вольтметр	1	Э-335	2	2
Вольтметр пофазный	1	Н-393	10	10
Ваттметр	1	Н-397	5	5
Ваттметр	4	Д-335	2	8
Варметр	4	Д-335	2	8
Счетчик АЭ	4	Меркурий 233	2	8
Счетчик РЭ	4	Меркурий 233	2	8
Итого	-	-	-	49

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения на собственных нуждах представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка трансформаторов напряжения ЗНОМ - 35 УХЛ-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
Класс точности 0,5		
$S_{2\text{доп}} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 49 \text{ ВА}$	$S_{2\text{доп}} \geq S_{2\text{расч}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.4.4 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим на среднее напряжение (ОРУ 35 кВ).

Нелинейные ограничители напряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}}, \quad (54)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–35/40,5/10 У1 по номинальному напряжению 35 кВ.

$$35 \geq 35 \text{ кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НОМ.МАХ}} \geq U_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (55)$$

$$U_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{РАБ}}}{\sqrt{3}}, \quad (56)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,23 \text{ кВ},$$

$$40,5 \geq 23,23 \text{ кВ},$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д.})^2 \right], \quad (57)$$

где C – емкость кабельной линии;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжения, равный 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (58)$$

где $C_0 = 0,25$ удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-10, который использован в сети 35 кВ;

$l = 4,35$ длина самой длинной линии в сети 35 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ},$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 35)^2 - (1,77 \cdot 37,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж},$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (60)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$,

Со стороны высокого напряжения блочного трансформатора выбираем ОПН–35/40,5/10 УХЛ1 с параметрами, приведенными в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики ОПН–35/40,5/10 УХЛ1

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	105
Длина пути утечки, см	98
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

4.5 Проверка КРУН 10 кВ

Для распределительного устройства по стороне 10 кВ примем к установке КРУ 10 кВ типа СЭЩ-59 от производителя «САМАРАЭЛЕКТРОЩИТ».

Распределительное устройство, которое состоит из закрытых шкафов, в которых размещены аппараты, измерительные и защитные приборы, а также вспомогательные устройства, называется комплектным распределительным устройством.

Для эксплуатации выбраны КРУ наружной установки 10 кВ от компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-59 с встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/1200 У2 для вводных ячеек и марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/630 У2 для секционной и фидерных ячеек.

Разъединители отсутствуют в КРУ, так как разрыв осуществляется путем выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение. При выборе и проверке выключателей учитываются параметры, такие как напряжение установки, длительный ток, отключающая способность, термическая и электродинамическая устойчивость.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (92)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}, \quad (93)$$

$$1375 \leq 2500 \text{ А},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (94)$$

$$30,2 \leq 80 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (95)$$

$$B_K = 11,9^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 239 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (96)$$

$$B_{K.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (97)$$

$$239 \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУ представлено в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение данных КРУ - СЭЩ-59

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{\max} = 2199 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,8 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{K.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 570 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{K.НОМ}$

Выбранный КРУ удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.5.1 Выбор выключателей

Выбор трансформаторов тока производим на низкое напряжение (КРУН).

Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

В качестве выключателя выберем выключатель марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/1200 У2.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (98)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ},$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (99)$$

$$1375 \leq 2500 \text{ А},$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (100)$$

$$11,8 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}, \quad (101)$$

$$11,8 \leq 31,5 \text{ кА},$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}, \quad (102)$$

$$30,2 \leq 80 \text{ кА},$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (103)$$

$$B_K = 11,8^2 \cdot (1,65 + 0,05) = 239 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (104)$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (105)$$

$$239 \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (106)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА},$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}, \quad (107)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 11,9 \cdot e^{\left(\frac{0,065}{0,02}\right)} = 7,2 \text{ кА},$$

$$i_{at} \leq i_{aНОМ}, \quad (108)$$

$$7,2 \leq 17,8 \text{ кА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Проверка выключателей ВВУ - СЭЩ - 10 - 20/1600 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$	$I_{\max} = 1375 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 11,8 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 20 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 11,8 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 239 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{at} = 7,2 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.5.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производим на низкое напряжение (КРУН).

Трансформатор тока – это устройство, которое служит для уменьшения первичного тока до такого значения, которое будет удобным для измерительных устройств и релейной защиты, а также для разделения измерительных и защитных цепей от первичных цепей с высоким напряжением.

Выбор трансформатора тока осуществляется на основе его номинального напряжения, первичного и вторичного токов, структуры, класса точности и проверки на термическую и электродинамическую стойкость при коротком замыкании.

Для соответствия требованиям ПУЭ, трансформаторы тока должны быть выбраны с вторичным током 5А и двумя сердечниками соответствующих классов точности.

В качестве ТТ для КРУН 10 кВ выберем ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10 У-1.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Варметр	Д-335	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 233	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Наиболее нагруженными являются фазы А и С, потребляемая приборами мощность составляет 1,7 ВА.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K), \quad (109)$$

$$Z_2 = R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K, \quad (110)$$

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - R_{ПРИБ} + R_K, \quad (111)$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

Покажем расчет наиболее загруженного ТТ.

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (112)$$

$$R_{ПРИБ} = \frac{1,7}{5^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

где $S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора;

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{ПР} = 20 - 0,07 + 0,05 = 19,88 \text{ Ом},$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{p \cdot l}{R_{ПР}}, \quad (113)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,88} = 0,09 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПРОВО}}}, \tag{114}$$

$$R_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом},$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = R_2 = 0,07 + 0,7 + 0,05 = 0,82 \text{ Ом},$$

Произведем расчет термической стойкости ТТ:

$$I_T = 50 \text{ кА},$$

$$t_T = 3 \text{ с},$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока на высоком напряжении представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10 УХЛ-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{1\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$ Класс точности 0,5	$I_{\text{max}} = 1375 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$

1	2	3
$Z_{2\text{доп}} = 6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} = 0,82 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{доп}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_y = 30,2 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 239 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.5.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим на низкое напряжение (КРУН).

Для понижения высокого напряжения и защиты цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения применяют трансформаторы напряжения.

Перед выбором трансформатора напряжения необходимо учитывать его конструкцию и схему соединения обмоток, номинальное напряжение и класс точности, а также проверять по вторичной нагрузке.

В качестве трансформаторов напряжения для КРУН 10 кВ выберем трансформаторы напряжения марки НАМИ - 10 УХЛ-2.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Мощность $S_{\text{приб}}$, ВА	Мощность $S_{\text{сумм}}$, ВА
1	2	3	4	5
Линии 10 кВ				
Вольтметр	1	Э-335	2	2
Вольтметр пофазный	1	Н-393	10	10
Ваттметр	1	Н-397	5	5
Ваттметр	8	Д-335	2	16
Варметр	8	Д-335	2	16

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	8	Меркурий 233	2	16
Счетчик РЭ	8	Меркурий 233	2	16
Итого	-	-	-	81

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения на собственных нуждах представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка трансформаторов напряжения тока НАМИ - 10 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Класс точности 0,5		
$S_{2доп} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 81 \text{ ВА}$	$S_{2доп} \geq S_{2расч}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

4.5.4 Проверка нелинейных ограничителей перенапряжения

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим на низкое напряжение (КРУН).

Задачей нелинейных ограничителей напряжения является обеспечение защиты изоляции электрооборудования, которое используется в подстанциях и электрических сетях, от воздействия атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (54)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–10/10,5/10 У1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10 \geq 10 \text{ кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (55)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (56)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ},$$

$$10,5 \geq 6,64 \text{ кВ},$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 3-35 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (57)$$

где C – емкость кабельной линии;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжения, равный 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{Н.Д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (58)$$

где $C_0 = 0,25$ удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3x50/16-10,

который использован в сети 10 кВ;

$$l = 4,35 \text{ длина самой длинной линии в сети 10 кВ.}$$

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ,}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж,}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}}, \quad (60)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}},$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$,

Со стороны высокого напряжения блочного трансформатора выбираем ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1 с параметрами, приведенными в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристики ОПН–П1–10/40,5/10 УХЛ1

Параметр	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88

1	2
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

4.7 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ

В качестве токопровода для связи ОРУ 35 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{\text{раб.мах}} = 577 \text{ А}$.

Принимаем стандартные алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{\text{раб.мах}} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$577 \text{ А} \leq 1480 \text{ А},$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 11,8^2 \cdot 1 = 139 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$139 \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (116)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{139 \cdot 10^6}}{90} = 131 \text{ мм}^2,$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин [24].

$$q_{\min} \leq q=S, \quad (117)$$

$$S=a \cdot b=80 \cdot 6=480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$131 \leq 480 \text{ мм}^2,$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f=\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (118)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А [раздел 7];

a - расстояние между фазами, м [33].

$$f=\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30^2}{0,2} = 778 \text{ Н/м},$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (119)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6}, \quad (120)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{778 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 47 \text{ МПа},$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$47 \leq 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 34 – Сопоставление данных для жестких шин в ОРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 577 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 139 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 131 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 47 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.9 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 962 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} ,$$

$$962 \text{ А} \leq 1480 \text{ А} ,$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с} ,$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 1 = 369 \text{ кА}^2\text{с} ,$$

$$369 \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{369 \cdot 10^6}}{90} = 213 \text{ мм}^2,$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$213 \leq 480 \text{ мм}^2,$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м},$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа},$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$.

$$74,2 \leq 75 \text{ МПа},$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 35 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 962 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 369 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 213 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 74 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.10 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \tag{122}$$

На стороне 35 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н},$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{30000^2}{0,2} = 1091 \text{ Н},$$

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов ИО-35-3,75

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 35 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.тах}} \leq I_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 1091 \text{ Н}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

На стороне 10 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-10-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н},$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{48300^2}{0,2} = 2828 \text{ Н},$$

Таблица 37 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.тах}} \leq I_{\text{ном}}$

1	2	3
$F_{дон} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 236,92 \text{ Н}$	$B_K \leq B_{K.НОМ}$

4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для системы собственных нужд электрических подстанций существуют два основных требования - надежность и экономичность работы механизмов. Кроме того, очень важным условием является обеспечение экономической эффективности, поскольку потребление электроэнергии на собственные нужды может быть значительным.

В зависимости от мощности подстанции и типа устанавливаются специальные трансформаторы для питания всех потребителей собственных нужд, таких как система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с электроаппаратурой, система пожаротушения и другие.

При выборе трансформаторов учитывается полная суммарная мощность всех потребителей собственных нужд:

$$S_{ТЧН} = \frac{\sum S_{СН}}{2 \cdot k_3}, \quad (123)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
1	2
Система охлаждения трансформаторов	24
Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
Подогрев шкафов в КРУ	3
Подогрев релейных шкафов	1,5

Продолжение таблицы 38

1	2
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА},$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТМ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{457}{2 \cdot 630} = 0,36,$$

$$k_{\text{з.авар}} = \frac{457}{630} = 0,73,$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

5.1 Общие положения

В процессе работы подстанции на ней возможны перенапряжения- внутренние и грозовые.

Внутренние перенапряжения в системе возникают из-за генераторов и их коммутаций. Колебательные и резонансные процессы могут вызывать эти напряжения. Это зависит от характеристик установки и силы коммутации. Они статические и не изменяются со временем.

Грозовые перенапряжения возникают от удара молнии в электроустановку или рядом с ней. Молния источник тока, который подвержен статистическим разбросам. Грозовые перенапряжения также статические и могут изменяться в зависимости от молнии.

Для защиты открытых распределительных устройств используют стержневые молниеотводы, которые соединяются с заземлителем в виде сетки из электродов на площади подстанции. Если используются несколько молниеотводов, нужно соблюдать безопасные расстояния по земле и воздуху. Для защиты шинных мостов могут использоваться тросовые молниеотводы.

5.2 Расчет заземления

Сопrotивление заземлителя на подстанции не должно превышать 0,5 Ом, согласно ПУЭ. Контур заземления должен выходить на 1.5 м за границы оборудования, чтобы человек при прикосновению к оборудованию не находился за границей заземления.

Размеры подстанции в данной работе 190 метров в ширину, 320 метра в длину.

Площадь контура заземления определяем по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (124)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (100 + 2 \cdot 1,5) = 5459 \text{ м}^2,$$

Диаметр электродов принимаем равным: $d = 0,025$ (м).

Проверим сечение по условию механической прочности по формуле:

$$F_{\text{М.П}} = \pi \cdot R^2, \quad (125)$$

$$F_{\text{М.П}} = 3,14 \cdot 12,5^2 = 490 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (126)$$

где I_m - ток молнии;

T - время работы защиты в секундах;

β - коэффициент термической стойкости электрода, равный 21.

$$F_{\text{тс}} = \sqrt{\frac{61^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 498 (\text{мм}^2),$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на устойчивость к коррозии проведем по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}), \quad (127)$$

где $S_{\text{СР}} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T - \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$;

T - время использования заземления, равное 240 мес;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$ - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln (240)^3 + 00092 \cdot \ln (240)^2 - 0,0104 \cdot \ln (240) + 0,0224 = 0,784,$$

$$F_{\text{коп}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (0,784 + 25) = 64 \text{мм}^2,$$

Сечение электродов должно проходить по условию:

$$F_{\text{М.П}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{коп}} + F_{\text{тс}}, \quad (128)$$

$$F_{\text{коп}} + F_{\text{тс}} = 562 \text{мм}^2,$$

$490 \geq 310$ условие выполняется, диаметр электрода оставляем.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным 5 м.

Общая длина горизонтальных полос в сетке рассчитаем по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{\text{п-п}}}, \quad (129)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 5459}{5} = 2184 \text{м},$$

Количество горизонтальных полос по длине рассчитаем по формуле:

$$n_{\Gamma A} = \frac{A + 3}{l_{\text{п-п}}}, \quad (130)$$

$$n_{\Gamma A} = \frac{50 + 3}{5} = 10,6,$$

Количество горизонтальных полос по ширине рассчитаем по формуле

$$n_{ГВ} = \frac{B + 3}{l_{п-п}}, \quad (131)$$

$$n_{ГВ} = \frac{100 + 3}{5} = 20,6,$$

Общее количество горизонтальных полос по обеим сторонам найдем по формуле:

$$n_{Г} = n_{ГА} + n_{ГВ}, \quad (132)$$

$$n_{Г} = 10,6 + 20,6 = 31,2,$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_{В} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (133)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, считаем по формуле:

$$a = 5,$$

где $l_{В}$ - длина вертикальных электродов равная 5 м

$$n_{В} = \frac{4 \cdot \sqrt{5459}}{5} = 59,1,$$

Далее определяем стационарное сопротивление заземления по формуле:

$$R_c = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + l_B \cdot n_B} \right), \quad (134)$$

где A - коэффициент принимается по ЭТС, и равен по формуле:

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}}, \quad (135)$$

$$A = \frac{5}{\sqrt{5459}} = 0,07,$$

Принимаем $A=0,16$.

$$R_c = 100 \cdot \left(0,16 \cdot \frac{1}{\sqrt{5459}} + \frac{1}{2184 + 5 \cdot 59,1} \right) = 0,255 \text{ Ом},$$

Находим импульсные коэффициенты по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (136)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5459}}{(100 + 100) \cdot (61 + 45)}} = 1,6,$$

Определяем импульсное сопротивление заземления по формуле:

$$R_u = R_c \cdot \alpha_u, \quad (137)$$

$$R_u = 0,255 \cdot 1,6 = 0,4 \text{ Ом},$$

$$0,4 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Заземление выбрано правильно.

5.3 Расчет защиты от прямых ударов молнии

В соответствии с ПУЭ, подстанции с напряжением 220 кВ требуется защита от прямых ударов молний. Для этого могут быть использованы стержневые и тросовые молниеотводы.

Высота самого высокого элемента подстанции составляет 17 м и это линейные порталы. Учитывая эту высоту, молниеотвод с высотой 23 м на линейном портале 220 кВ покрывает защитой все элементы подстанции, поскольку они находятся на меньшей высоте.

Так как высота молниеотвода меньше 150 м, то его параметры определяются следующими формулами:

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (138)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 23 = 19,55,$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (139)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot 23 = 24,242 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне линейного и шинного портала по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (140)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, для линейного портала 17 м, для шинного 11 м.

$$r_{хл} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{17}{19,55}\right) = 3,16 \text{ м},$$

$$r_{хш} = 24,242 \cdot \left(1 - \frac{11}{19,55}\right) = 10,26 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами находится в пределе $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Тогда найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 по формуле:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (141)$$

$$h_c = 23 - \frac{30}{7} = 18,7 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (142)$$

$$r_{\text{схл}} = 24,242 \cdot \frac{18,7 - 17}{18,7} = 46,26 \text{ м},$$

$$r_{\text{схш}} = 24,242 \cdot \frac{18,7 - 11}{18,7} = 38,5 \text{ м},$$

Аналогичный расчет проводится для других пар молниеотводов, результаты расчета сведены в таблицу 39. Подробный расчет приведен в приложении А.

Так же результаты расчета молниезащиты представлены в графической части.

Таблица 39 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеот- воды	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _с (м)	r ₀ (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)	r _{хл} (м)	r _{схл} (м)
1-2	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
2-3	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
3-4	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
4-5	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5
5-1	30	23	19,55	18,7	24,24	3,2	46,3	10,6	38,5

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общая информация

В течение последнего столетия система релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем тщательно совершенствовалась. На сегодняшний день, с появлением нового первичного оборудования, требуется разработка современных микропроцессорных комплексов защиты. Вместе с тем, в энергосистеме все еще существует большое количество не модернизированных комплексов релейной защиты, поэтому необходимо уметь правильно выбирать и рассчитывать уже существующие электромеханические комплексы релейной защиты и автоматики, чтобы производство работало грамотно.

При работе трансформаторов могут возникать различные виды коротких замыканий на разных участках системы, в том числе в обмотках, на вводах и в кабелях. Также через трансформаторы могут проходить сверхтоки, падать уровень масла и повышаться температура. Поэтому защита трансформаторов должна обеспечивать отключение при повреждении или перегрузке, а также показывать сигналом дежурному при перегрузке, снижении уровня масла или повышении температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, устройств ввода и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ). Для защиты от сверхтоков, проходящих через сам трансформатор и смежное оборудование, устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ). Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла. Также устанавливают защиту от перегрузок на высоковольтной и низковольтной сторонах.

6.2 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) является главной формой защиты для трансформаторов. Однако, ДЗТ устанавливается только в определенных случаях:

- на трансформаторах мощностью выше 6300 кВА;
- на параллельно работающих трансформаторах мощностью выше 4000 кВА;
- на трансформаторы мощностью выше 1000 кВА, если токовая защита не обеспечивает достаточной чувствительности.

В случае параллельной работы трансформаторов, ДЗТ обеспечивает быстрое отключение и выборочное отключение поврежденного трансформатора.

Для расчетов ДЗТ предполагается, что трансформатор имеет одинаковое соединение обмоток, одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон и коэффициент трансформации равен 1. Если схема ДЗТ правильно выполнена и трансформаторы тока одинаковы, то при прохождении через них токов нагрузки и токов короткого замыкания ток в реле ДЗТ будет отсутствовать, и соответственно, ДЗТ на них не сработает.

Рассчитывая релейную защиту трансформатора, необходимо учитывать повреждения и ненормальные режимы работы, такие как: многофазные замыкания в обмотках и выводах, однофазные замыкания в обмотках и выводах, витковые замыкания в обмотках, внешние замыкания, повышение напряжения, токи при перегрузках обмоток, понижение уровня масла или его возгорание.

Для трансформаторов, в которых установлен РПН, используется ДЗТ 11. Она имеет одну тормозную обмотку в реле НТТ, что позволяет не отстраивать ток срабатывания защиты от токов небаланса в случае внешних повреждений. Таким образом, когда имеется тормозная обмотка, происходит торможение защиты.

Первичный рабочий ток обмотки ВН трансформатора уже посчитан в работе выше и равен:

$$I_{\text{рабВН}} = 62,8 \text{ А,}$$

$$I_{\text{рабНН}} = 1375 \text{ А},$$

На стороне ВН у нас стоит ТТ с коэффициентов трансформации 100/5, а на стороне НН с коэффициентом трансформации 1000/5.

Для компенсации сдвига по фазе, вторичные обмотки ТТ со стороны трансформатора включенных в схему звезда, собирают в треугольник, а со стороны треугольника трансформатора в звезду.

Вторичный ток в защите определим по формуле:

$$I_{\text{Свтор}} = \frac{I_{\text{рабС}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (150)$$

где $K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{\text{ВНвтор}} = \frac{62,8 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 5,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ННвтор}} = \frac{1375}{1000 / 5} = 6,9 \text{ А},$$

Ток срабатывания ДЗТ определяется по условию отсрочки от броска тока намагничивая при включении ненагруженного трансформатора под напряжение. Ток срабатывания рассчитывается по стороне с более нагруженным вторичным током, в нашем случае по стороне 10 кВ

$$I_{\text{ср.р}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{рабНН}}, \quad (151)$$

где k_n - коэффициент отсрочки для ДЗТ-11 равен 1.5

$$I_{\text{ср.р}} = 1,5 \cdot 1375 = 1650 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле находим по формуле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{ср.р}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (152)$$

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{1650 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5} = 14,3 \text{ А},$$

Далее определим число витков уравнивающей обмотки на стороне 10 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{F_{\text{ср.р}}}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (153)$$

где $F_{\text{ср.р}}$ - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, для ДЗТ-11 принимается 180 А.

$$\omega_{\text{расчосн}} = \frac{180}{14,3} = 12,6 \text{ ВИТКОВ.}$$

На первой уравнивающей обмотке устанавливаем 13 витков

Определение числа витков на стороне 220 кВ по формуле:

$$\omega_{\text{расчосн}} = \omega_{\text{расчосн}} \cdot \frac{I_{\text{ННвтор}}}{I_{\text{ВНвтор}}}; \quad (154)$$

$$\omega_{\text{расчнесн}} = 13 \cdot \frac{6,9}{5,4} = 16,4 \text{ ВИТКОВ.}$$

Число витков на стороне 220 кВ устанавливается 17 витками.

Далее считается число витков тормозной обмотки, необходимое для бездействия защиты при внешнем КЗ.

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{k_n \cdot I_{\text{нб}} \cdot \omega_{\text{расчнесн}}}{I_{\text{кмакс}} \cdot \text{tg}\alpha}; \quad (155)$$

где $\text{tg}\alpha = 0.8$;

$I_{\text{кмакс}}$ - максимальный ток кз на стороне 10 кВ;

$I_{\text{нб}}$ - ток небаланса ДЗТ;

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб1}} + I_{\text{нб2}} + I_{\text{нб3}}, \quad (156)$$

где $I_{\text{нб1}}$ - ток небаланса погрешности ТТ;

$I_{\text{нб2}}$ - ток небаланса обусловленный РПН;

$I_{\text{нб3}}$ - ток небаланса обусловленный неточностью витков на уравнильных обмотках реле.

$$I_{\text{нб1}} = I_{\text{кмакс}} \cdot k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon, \quad (157)$$

где $k_{\text{апер}}$ - коэффициент переходного режима, для ДЗТ-11 равен 1;

$k_{\text{одн}}$ - коэффициент схожести трансформаторов тока, равен 1;

ε - значение погрешности ТТ, равен 0.1.

$$I_{\text{нб1}} = 1375 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.1 = 137,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{нб2}} = I_{\text{кмакс}} \cdot U_{\text{рпн}}, \quad (158)$$

где $U_{\text{рпн}}$ - полный диапазон РПН равен 0.16.

$$I_{\text{нб2}} = 1375 \cdot 0,16 = 220 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{\omega - \omega_{\text{расчосн}}}{\omega_{\text{расчосн}}} \cdot I_{\text{кмакс}}, \quad (159)$$

$$I_{\text{нб3}} = \frac{13 - 12,6}{12,6} \cdot 1375 = 43,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб}} = 137,5 + 220 + 43,7 = 401,2 \text{ А},$$

$$\omega_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot 401,2 \cdot 8}{1375 \cdot 0,8} = 5,5 \text{ ВИТКОВ},$$

На тормозной обмотке устанавливаем 6 витка.

Данная схема дифференциальной защиты выполняется на ДЗТ-11 по всем требованиям ПУЭ удовлетворяет, так же подходит по требованиям к чувствительности и защиты от различных видов КЗ.

6.3 Расчет максимальной токовой защиты на стороне 220 кВ

Максимальная токовая защита является не основной защитой трансформатора, но полностью защищает трансформатор, и также защищает от токов внешних коротких замыканий.

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{\text{сзптз}} = \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{вз}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{рмах}}, \quad (160)$$

где K_B - коэффициент самозапуска, равен 2;

$K_{\text{над}}$ - коэффициент надежности, равен 1.1;

$K_{\text{вз}}$ - коэффициент возврата, равен 0.8.

$$I_{\text{сзрмтз}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 62,8 = 172,6 \text{ А ,}$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{\text{сзрмтз}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сзрмтз}}}{K_{\text{т110}}} , \quad (161)$$

где $K_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы при соединении обмоток треугольником равен $\sqrt{3}$.

$$I_{\text{сзрмтз}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 172,6}{20} = 14,9 \text{ А ,}$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзвн}}^{(1)}}{I_{\text{сзрмтз}}} , \quad (162)$$

где $I_{\text{кзвн}}^{(1)}$ - ток однофазного кз, равен 4200 А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4200}{172,6} = 24,3 \geq 1,2 ,$$

Значение чувствительности подходит.

Выдержку времени МЗТ нужно срабатывать защиты отходящей линии, и это время равно 1.5с.

$$t_{\text{сзМТЗ}} = 1.5 + 0.5 = 2\text{с},$$

Расчеты для стороны 10 кВ производим аналогично и сведем результаты в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчет реле МТЗ

Сторона	$I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{сммтз}}$	$I_{\text{срмтз}}$	$K_{\text{ч}}$
ВН	62,8	172,6	14,9	24,3
НН	1375	6048	523,8	3,3

6.4 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но является основной защитой трансформатора и работает на сигнал при наличии дежурного персонала, а при его отсутствии работает на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определим по формуле:

$$I_{\text{сзпер}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{в}}}; \quad (163)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отсрочки, равный 1.05.

$$I_{\text{сзпер220}} = \frac{1,05 \cdot 62,8}{0,8} = 94,1\text{А}.$$

$$I_{\text{сзпер10}} = \frac{1,05 \cdot 1375}{0,8} = 2062\text{А},$$

Вторичные токи срабатывания защиты от перегрузки найдем по формуле:

$$I_{2\text{сзпер}} = \frac{I_{\text{српер}}}{K_{\text{тг}}}, \quad (164)$$

$$I_{2\text{сзпер}220} = \frac{94,1}{20} = 4,7 \text{ А},$$

$$I_{2\text{сзпер}10} = \frac{2062}{200} = 10,3 \text{ А},$$

6.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов основана на образовании газов при повреждении масла в его баке. Количество газов зависит от типа и размера повреждения. Газовая защита может определить степень повреждения и принять соответствующие действия: сигнал или отключение. В России часто используют газовое реле типа РГТ-80 с двумя шаровидными поплавками из пластмассы.

Газовая защита обладает высокой чувствительностью и защищает от практически всех видов повреждений внутри бака. Она имеет короткое время реакции и прост в исполнении. Кроме того, она может сигнализировать о возможном недопустимом понижении масла по ряду причин.

Однако газовая защита не может обнаружить повреждения между зоной вне бака и выключателем, а также может дать ложный сигнал при наличии воздуха в баке, как например при доливке масла или монтаже системы охлаждения. Газовая защита также может срабатывать ложно при землетрясении. В таких случаях возможен перевод действия выключения на сигнал. Газовая защита не является единственной защитой от внутренних повреждений трансформатора.

Кроме того, газовая защита может не реагировать на начальную стадию виткового замыкания, поскольку это может не сопровождаться образованием дуги и, следовательно, газы не образуются. Поэтому газовая защита не может быть единственным средством защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.6 Автоматика ПС «Завитая»

Автоматика, установленная на ПС "Завитая", будет оставаться без изменений. В данном разделе описана автоматика ПС "Завитая".

АВР (автоматический ввод резерва) предназначен для подключения резервных источников питания в случае отключения основного и повышения надежности системы электроснабжения. АВР работает через реле минимального напряжения, подключенных к ТН. Если напряжение на участке пропадает, реле подает сигнал в схему АВР. Однако, чтобы АВР сработал, необходимо соблюсти ряд условий:

На участке не должно быть КЗ, так как включение дополнительных источников питания в цепь с КЗ недопустимо.

Ввод должен быть включен, чтобы АВР не сработал, если напряжение было отключено намеренно.

На участке, на который необходимо доставить напряжение после включения АВР, должно быть наличие напряжения, так как данное переключение не имеет смысла.

АПВ (автоматическое повторное включение) необходим для повторного включения выключенного под действием релейной защиты выключателя через промежуток времени. В некоторых системах возможно до 8 циклов АПВ.

АЧР (автоматическая частотная разгрузка) направлена на повышение надежности работы и предотвращает образование лавины частоты, тем самым сохраняя целостность системы. АЧР 1 отключает менее важных потребителей при внезапном дефиците активной мощности в системе, чтобы остановить образование лавины падения частоты. Уставки лежат в диапазоне от 48,5 Гц до

46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Выдержка времени АЧР 1 составляет от 0,3 до 0,5 секунды.

АЧР 2 поднимает частоту в системе после остановки лавины частоты, вызванной АЧР 1, до значений 49 Гц. Он срабатывает от 47,5-48,5 Гц, а выдержка времени колеблется от 5-10 до 70-90 секунд. Такая выдержка времени обусловлена тем, что система может длительное время работать на 49,2 Гц, поэтому нет смысла отключать потребители, которые могут получать электроэнергию без вреда для системы, чтобы восстановить частоту до номинальной.

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В состав экономического раздела входит расчет необходимых инвестиций для проведения реконструкции, который включает в себя определение капитальных вложений.

Обычно для этого производится расчет затрат на подстанцию и воздушную линию. Однако, при реконструкции подстанции Завитая, можно не учитывать затраты на воздушную линию, поскольку ее замена не является главной затратой.

В данном случае, главными затратами будут являться замена ОРУ 220 кВ на КРУЭ 220 кВ и затраты на переподключение с ОРУ на КРУЭ. В работе для определения капиталовложений в подстанцию будет использоваться справочник "Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 - 1150 кВ", авторами которого являются Д.Л. Файбисович и И.Г. Карапетян, изданный в Москве в 2012 году и включающий 376 страниц.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

$$K = K_{ПС}, \quad (178)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{П}, \quad (179)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции равный 9,5;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

$K_{П}$ – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1,4

Капиталовложение в ОРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки масляного выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 11. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год.

$$K_{от.3} = S_{от.3} \cdot U_{от.3}, \quad (180)$$

где $S_{от.3}$ - количество ячеек выключателей на сторонах;

$U_{от.3}$ - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$$K_{от.3} = 28 \cdot 7 = 196 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{РУ} = K_{220} \cdot n_{220}, \quad (181)$$

где n_{220} - количество ячеек выключателей на сторонах;

K_{220} - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$$K_{РУ} = 12 \cdot 24 = 288 \text{ (млн.руб)},$$

$$K_{ПОСТ} = 38,$$

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТО.3}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_3 \cdot K_{\text{П}},$$

$$K_{\text{ПС}} = (196 + 288 + 38) \cdot 1,4 \cdot 9,5 = 6943 \text{ (млн.руб)},$$

7.2 Расчет потерь электрической энергии

Расходы на потери принимаем как расчеты на потери в трансформаторах ток как при проектировании подстанции уже были учтены расходы на потери в линии поэтому при реконструкции мы возьмем лишь потери в трансформаторе:

$$W_{\text{ПО}} = \Delta W_{\text{ТПР}}, \quad (183)$$

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТПР}} = \left(2 \cdot \Delta P_{\text{XX}} + 0,5 \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right) \right) \cdot T_{\text{СР}}, \quad (184)$$

$$\Delta W_{\text{ТПР}} = \left(2 \cdot 0,05 + 0,5 \cdot 0,135 \cdot \left(\frac{26,9}{25} \right) \right) \cdot 6000 = 1,07 \text{ (млн.руб)},$$

$$W_{\text{ПО}} = 1,07 \text{ (млн.руб)},$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{\text{АМ}} + I_{\text{РЭО}} + I_{\Delta W}, \quad (185)$$

где $I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (186)$$

где $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС ($\alpha_{тэоПС} = 0,049$).

$$I_{PЭО} = 0,059 \cdot 6943 = 340 \text{ (млн.руб)},$$

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (187)$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СР} = 20$ лет):

$$I_{AM} = \frac{6943}{20} = 347 \text{ (млн.руб)},$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{ΔW} = \Delta W \cdot C_{ΔW}, \quad (188)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{ΔW}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Амурской области – 2 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 1,07 \cdot 2 = 2,14 \text{ (млн.руб)},$$

$$I = 347 + 340 + 2,14 = 689,5 \text{ (млн.руб)},$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (189)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 6943 + 689,5 = 1384 \text{ (млн.руб)},$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 6943 \text{ (млн.руб)},$$

7.4 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка выручки от реализации проекта.

Полезно отпущенную часть электроэнергии потребителю принимаем на основании данных потребления на рассматриваемый год. Исходя из максимального потребления – 25 МВт, и количества часов в году – 8760 ч., получаем полезно отпущенную часть электроэнергии за год – 219000 МВтч.

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}}, \quad (190)$$

где $W_{\text{ПО}} = 1,07 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;
 $T_{\text{ПЕР}}$ - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч.

$$O = 1,07 \cdot 1900 = 2030 \text{ (млн.руб)},$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{\text{ок}} = \frac{6943}{1071 + 347} = 4,9 \text{ лет},$$

Исходя из полученных результатов, делаем вывод об относительно быстрой окупаемости вложенных инвестиций, что делает предложенный проект по реконструкции ПС 220 кВ Завитая инвестиционно привлекательным.

Для привлечения инвесторов потребуется рассмотрение экономической составляющей проекта на более детальном уровне и может быть рассмотрен в магистерской диссертации

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Общие положения

Электрическая подстанция считается местом повышенной опасности из-за возможности поражения электрическим током. Подстанция так же может быть опасна для экологии почвы, из-за возможных утечек масла и других технически опасных для здоровья жидкостей. Современная подстанция должна быть оборудована всеми возможными средствами защиты как для человека, так и для окружающей среды.

ПС 220 кВ Завитая – крупная узловая реконструируемая подстанция восточного района Амурской области.

Целью работы является комплексная реконструкция ПС Завитая 220 кВ, в связи с переводом ОРУ 220 кВ на КРУЭ 220 кВ. Таким образом, ПС Завитая 220 кВ имеет установленную трансформаторную мощность 2х25 МВА. На территории объекта расположены:

- КРУЭ 220 кВ компании Электроаппарат марки ЯГГ-220;
- ОРУ 35 кВ;
- КРУ 10 кВ компании Самараэлектроцит типа К-59;
- 2 силовых трансформатора ТДТН-25000/220/35/10 У1;
- 2 трансформатора собственных нужд наружной установки ТСЗ-630/10/0,4 У1.

Все оборудование подстанции соединено элементами жесткой ошиновки и силовыми кабелями, на территории применяется ряд проходных фарфоровых и полимерных изоляторов различного типа. Процесс выбора первичного оборудования описан в главе 3.

В данной главе описаны основные принципы безопасной и безаварийной работы объекта при осуществлении оперативного и технического обслуживания. Все разделы описаны на основе ПУЭ, издание 7.

Далее рассмотрены вопросы безопасности на объекте, экологичности при обслуживании масляного силового оборудования и действий при ликвидации аварийных последствий чрезвычайных ситуаций.

8.2 Безопасность

В ПС Завитая применяется электрооборудование, электротехнические изделия и материалы, которые соответствуют государственным стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке. Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемого оборудования соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ. Все электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы к воздействию окружающей среды или защищены от этого воздействия.

На ПС 220 кВ Завитая обеспечена простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка и расцветка для легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам. Электроустановки на ПС 220 кВ Завитая разделяются на установки напряжением до 1 кВ и установки напряжением выше 1 кВ в соответствии с условиями электробезопасности.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц выполняются меры защиты, такие как заземление и защитные меры безопасности, соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или закрытие и ограждение токоведущих частей, применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, предупреждающей сигнализации, устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений, а также использование средств защиты и приспособлений.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение неизолированных и изолированных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей. В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные, а в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые. Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов и быть достаточно прочными. Все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты и средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами.

8.3 Экологичность

Электроустановки должны соответствовать нормативным требованиям в области охраны окружающей среды, включая уровень шума, вибраций, напряженности электрических и магнитных полей, а также электромагнитную совместимость. Они также должны быть оборудованы сборщиками и системами удаления отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. В соответствии с требованиями по охране окружающей среды, запрещено выбрасывать отходы в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на непредназначенных для этого территориях.

В рамках данного раздела обсуждается экологический аспект использования силовых трансформаторов, содержащих большое количество масла. Например, для трансформаторов 220 кВ ТДТН-25000/220/35/10 У1. Чтобы предотвратить утечку масла и распространение пожара при повреждении трансформатора с массой масла более 1 тонны, необходимо установить маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, соответствующие следующим требованиям:

Габариты маслоприемника должны быть больше размеров трансформатора (реактора) на 0,6 м при массе масла до 2 тонн, 1 м при массе от 2 до 10 тонн, 1,5 м при массе от 10 до 50 тонн и 2 м при массе больше 50 тонн. Если стена или перегородка находится на расстоянии менее 2 метров от трансформатора (реактора), габарит маслоприемника может быть уменьшен на 0,5 м.

Объем маслоприемника с отводом масла должен рассчитываться на 100% массы масла в трансформаторе (реакторе).

Маслоприемник с отводом масла необходим в случае, если объем масла в единице оборудования превышает 20 тонн.

Маслоприемники с отводом масла могут быть заглубленными или незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). Если объем маслоприемника соответствует требованиям пункта 2, при установке заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений.

Маслоприемники с отводом масла могут иметь металлическую решетку и слой из гравия или щебня толщиной 0,25 м или без металлической решетки с засыпкой гравия той же толщины.

Незаглубленный маслоприемник должен быть выполнен в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений не должна превышать 0,5 метра над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного и не заглубленного).

Примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

В этом случае конструкция маслоприёмника с отводом масла, с учетом выше перечисленных требований, приведена на рисунке 3.

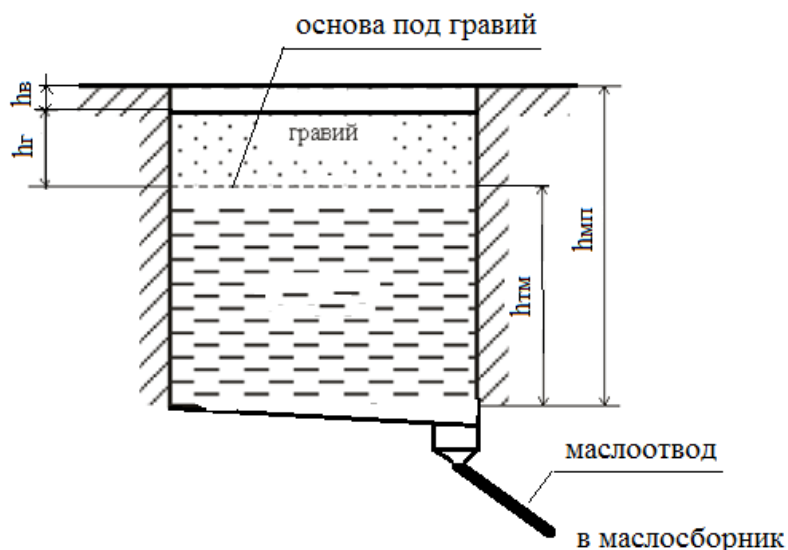


Рисунок 3 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Таблица 41 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
Марка	ТДТН-25000/220/35/10 У1
Мощность, МВА	25
Масса полная, т	94
Масса масла, т	28,2
Высота, м	8,1
Длина, м	10,2
Ширина, м	5,1

На ПС Завитая планируется к установке маслоприёмник с отводом масла. Объем масла вычисляется по выражению:

Определим длину $A_{мп}$ и ширину $B_{мп}$ маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta, \quad (191)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta, \quad (192)$$

где A_m – длина силового трансформатора, м;
 B_m – ширина силового трансформатора, м;
 Δ – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{mn} = 10,2 + 2 \cdot 1,5 = 13,2 \text{ м},$$

$$B_{mn} = 5,1 + 2 \cdot 1,5 = 8,1 \text{ м},$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn}, \quad (193)$$

$$S_{mn} = 13,2 \cdot 8,1 = 106,9 \text{ м}^2,$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}}, \quad (194)$$

где M_{mm} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м^3

$$V_{mm} = \frac{28,2 \cdot 10^3}{890} = 31,7 \text{ м}^3,$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_6 + h_2, \quad (195)$$

где h_6 – глубина воздушного зазора между гравием на решетке и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

h_2 – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{31,7}{106,9} + 0,075 + 0,25 = 0,62 \text{ м},$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслоборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода}, \quad (196)$$

Объём воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БПТ}), \quad (197)$$

где l – интенсивность пожаротушения, равная 0,2 л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m), \quad (198)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 8,1 \cdot (10,2 + 5,1) = 247,9 \text{ м}^2,$$

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (106,9 + 247,9) = 102,2 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{мс}} = 31,7 + 102,2 = 133,9 \text{ м}^3,$$

8.4 Чрезвычайные ситуации

Хотя элегазовое оборудование, применяемое на крупной и мощной ПС Завитая 220 кВ, относительно безопасно с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс сопровождается высоким риском возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслонаполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов. Для защиты людей и имущества от опасных факторов пожара необходимы системы предотвращения и противопожарной защиты.

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, основные требования пожарной безопасности на ПС Завитая 220 кВ регламентированы в статье закона «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений». Электроустановки ПС Завитая соответствуют классу пожаро-взрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения.

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, а также средства обеспечения деятельности подразделений пожарной

охраны должны сохранять работоспособность в условиях пожара, включая автоматическое пожаротушение, внутренний противопожарный водопровод и лифты для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях. Кабели от силового оборудования ПС Завитая до вводно-распределительных устройств проложены в огнестойких каналах или имеют огнезащиту. Каналы для прокладки кабелей и проводов имеют защиту от распространения пожара, а кабельные проходки имеют предел огнестойкости, не ниже предела огнестойкости строительных конструкций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной выпускной квалификационной работы была реконструкция подстанции Завитая 220 кВ с переводом открытого распределительного устройства на комплектное распределительное устройство элегазовое.

В ходе работы были проверены силовые трансформаторы на возможный рост нагрузки ближайшие пять лет, рассчитаны токи короткого замыкания для всех напряжений, выбрано комплектное распределительное устройство элегазовое, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, выбрана релейная защита, рассчитано заземление и молниезащита. Так же было проверено оборудование которое уже установлено такое как выключатель, разъединитель, трансформатор ток, трансформатор напряжени, ограничитель перенапряжения нелинейный и жесткие шины на напряжения 35 кВ и 10 кВ.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.

2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.

3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В.Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.

5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.

7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

10 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2020).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2020).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.05.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.
– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2017.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.18

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2011. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим до- ступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.:ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184 с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Ку- кин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.:Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2012.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380

«О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».